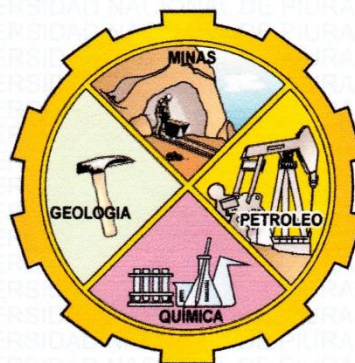


UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
Facultad de Ingeniería de Minas
Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo



TESIS

**“OPTIMIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON EL USO DE
POLÍMEROS EN OPERACIONES NOROESTE”**

Presentada Por:

Br. ELVIS ARNALDO SILVA CASTILLO

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

Linea de Investigación:

Sistema de lodos poliméricos

PIURA - PERÚ

AÑO 2019

DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD DE TESIS

Yo: Elvis Arnaldo Silva Castillo, identificado con DNI N° 70381596, Bachiller de Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo, de la Facultad de Ingeniería de Minas y domiciliado en el AA. HH Luis Alberto Sánchez MZ B lote 19 del Distrito 26 de octubre. Provincia de Piura. Departamento de Piura. Celular: 952464661. Email: elvis_arnaldo_29@outlook.com

DECLARO BAJO JURAMENTO: que la tesis que presento es original e inédita, no siendo copia parcial ni total de una tesis desarrollada, y/o realizada en el Perú o en el Extranjero, en caso contrario de resultar falsa la información que proporciono, me sujeto a los alcances de lo establecido en el Art. N° 411, del código Penal concordante con el Art. 32° de la Ley N° 27444, y Ley del Procedimiento Administrativo General y las Normas Legales de Protección a los Derechos de Autor.

En fe de lo cual firmo la presente. Piura, 22 de abril de 2019.

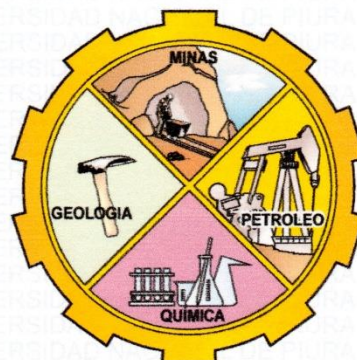
Piura, 22 de abril de 2019

Elvis Arnaldo Silva Castillo

Artículo 411.- El que, en un procedimiento administrativo, hace una falsa declaración en relación con hechos o circunstancias que le corresponde probar, violando la presunción de veracidad establecida por ley, será reprimido con pena privativa de libertad no menor de uno ni mayor de cuatro años. Art. 4.

Inciso 4.12 del Reglamento del Registro Nacional de Trabajos de Investigación para optar grados académicos y títulos profesionales – RENATI Resolución de Consejo Directivo N° 033-2016-SUNEDU/C

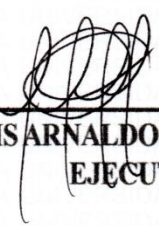
UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
Facultad de Ingeniería de Minas
Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo




TESIS

**“OPTIMIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON EL USO DE
POLÍMEROS EN OPERACIONES NOROESTE”**

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**


Br. ELVIS ARNALDO SILVA CASTILLO
EJECUTOR


ING. JUAN CARLOS ALIAGA RODRIGUEZ
ASESOR



UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS
DECANATO

"AÑO DE LA LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN Y LA IMPUNIDAD"

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Los Miembros del Jurado Calificador nombrados mediante Resolución N° 379-CF-2019, de fecha tres de mayo de dos mil diecinueve, que suscriben, reunidos el día viernes catorce de junio de dos mil diecinueve, a horas 12:00 m., en el aula del PROMAINA - FIM, para la sustentación de la Tesis titulada "**OPTIMIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON EL USO DE POLÍMEROS EN OPERACIONES NOR-OESTE**", conducida por el señor Bachiller en Ingeniería de Petróleo **SILVA CASTILLO ELVIS ARNALDO**, la misma que cuenta con el asesoramiento del Ing° Juan C. Aliaga Rodríguez. Efectuadas las observaciones y dadas las respuestas, lo declaran:

DESAPROBADO	A P R O B A D O			
	Bueno	Muy Bueno	Sobresaliente	Excelente
	-----	-----	-----	-----

En consecuencia, queda en condición de ser calificado **APTO** y solicitar al Consejo Universitario de la Universidad Nacional de Piura, le otorgue el **TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**, de conformidad con lo estipulado en las normas legales vigentes de la Universidad Nacional de Piura.

Piura, 14 de junio de 2019.

DR. ING° JUAN C. TANTARUNA OCSAS
Presidente del jurado calificador

ING° PEDRO B. TIMANA JARAMILLO M.Sc.
Secretario del jurado calificador

ING° ELVIS E. RAMÍREZ RIVERA M.Sc.
Vocal del Jurado Calificador.

YMN.

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada en primer lugar a mis amados padres: Noe Silva y María Lucila Castillo, quienes, con dedicación, forjan día a día en mí, la semilla de la perseverancia, el éxito y la motivación; dedico esta tesis a ellos, los artífices de mis logros y de todas las metas que he alcanzado hasta la actualidad. En segundo lugar, dedico mi esfuerzo a mis hermanos, sobrina y a mi abuelita Cruz María Vite, por su ahínco y aliento perpetuo.

Dedico esta tesis también, a la familia Silva Valle, por su apoyo incondicional, acogida y por hacerme sentir como si estuviera en casa, gracias familia por su amor de hogar.

Del mismo modo, dedico este presente trabajo de investigación a todas las personas que aportaron su tiempo, palabras de motivación, amistad y amor, en especial a mi amada Arely Hidalgo, por ser pieza fundamental en mi alegría y en mi ímpetu.

Y dedico, por último, pero no menos importante, este proyecto, a mis amigos de barrio, de colegio, de universidad, en especial a Erick y Adolfo, por su lealtad, amistad y unión fraterna, durante todo este tiempo.

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer en primera instancia a Dios todopoderoso, por regalarme el don de la vida y la gran oportunidad de haber llegado a estas alturas de mi existencia.

En segundo lugar, es necesario agradecer a mi familia en general, por haber contribuido en mi desarrollo tanto personal como profesional, agradecer a ellos por ser el centro de mi motivación y de lucha constante.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	2
ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA.....	2
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA	2
1.2. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.3.1. Objetivo General	2
1.3.2. Objetivos Específicos.....	2
1.4.DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.4.1 Definición del Problema.....	3
1.4.2. Delimitaciones: Espacial, Temporal	3
1.5.FORMULACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	3
1.5.1. Problema General	3
1.5.2. Problemas Específicos.....	3
 CAPÍTULO II.....	 4
MARCO TEÓRICO	4
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	4
2.2.BASES TEÓRICAS	4
2.2.1 Lodos de Perforación, Tipo, Función y Aplicación	4
2.2.2. Tipos de Lodo de perforación	6
2.2.3. Propiedades Fundamentales de los lodos de Perforación	6
2.2.4. Polímeros como fluido de perforación.....	11
2.2.5. Principales Aditivos de un fluido de perforación	13
2.2.6. Programa de Lodos de perforación en campos del Nor Oeste del Perú	15
2.2.7. Parámetros de perforación/ Operacionales.	17
2.3 GLOSARIO DE TÉRMINOS BÁSICOS	17
2.4 HIPÓTESIS	22
2.4.1 General.....	22
2.4.2 Específicas.....	22
2.5 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES, INDICADORES E ÍNDICES.....	22

2.5.1 Identificación de variables.....	22
2.5.2. Indicadores e índices	22
CAPÍTULO III.....	23
MARCO METODOLÓGICO.....	23
3.1 ENFOQUE Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	23
3.2. SUJETO DE LA INVESTIGACIÓN	23
3.3 MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS	23
3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS	24
3.4 ASPECTOS ÉTICOS	25
CAPÍTULO IV	26
RESULTADOS.....	26
4.1 FASE CONDUCTORA 12 ¼”.....	26
4.2 FASE PRODUCTORA 8 ½”.....	28
DISCUSIÓN.....	31
CONCLUSIONES.....	32
RECOMENDACIONES.....	33
Fase Conductora 12 ¼”.....	33
Fase de Producción 8 ½”.....	33
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	36
ANEXOS Y APÉNDICES	37
ANEXO# 1. PROBLEMAS RELACIONADOS CON EL LODO Y SUS POSIBLES SOLUCIONES	37
MATRIZ DE BÁSICA DE CONSISTENCIA.....	43
MATRIZ GENERAL DE CONSISTENCIA.....	44
MATRIZ DE OPERACIONALIDAD DE VARIABLES	45

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Sistema de lodos por intervalo	24
Tabla 2 Datos fase Conductora 12 ¼”	26
Tabla 3 Propiedades del fluido.....	27
Tabla 4 Concentración de Materiales.....	27
Tabla 5 Volúmenes a Manejar.	27
Tabla 6 Equipos de Control de Solidos Fase Conductora 12 ¼	28
Tabla 7 Bombeo de Píldoras Fase 12 ¼”	28
Tabla 8 Datos de Fase Productora 8 ½”	28
Tabla 9 Propiedades del Fluido Fase Producción 8 ½”.	29
Tabla 10 Concentraciones de Materiales – Fase de Producción 5 ½”.	30
Tabla 11 Manejo de Volúmenes.	30
Tabla 12 Equipos de Control de Solidos – Fase de Producción 8 ½”.	30
Tabla 13. Programa de Píldoras de Bombeo.	31
Tabla 14 Perdida de Circulación 5 - 15 bls/hr	38
Tabla 15 Perdida de Circulación > 20 bls/hr	39
Tabla 16. Productos	39

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Grafico 1 Balanza Presurizada de Lodos – Densidad	7
Grafico 2 Viscosidad de Embudo.....	8
Grafico 3 Gelatinización.	9
Grafico 4.Parámetros reologicos.....	9
Grafico 5.Efecto de filtrado de Lodo	10
Grafico 6. Clasificación de los Polímeros según su carga eléctrica.....	11
Grafico 7 Cadena Lineal de Polímeros.....	11
Grafico 8 Cadena Ramificada de Polímeros.....	12
Grafico 9. Cadena Entrecruzada de Polímeros	12
Grafico 10 Performance de Lodo Polimérico en Laboratorio.....	41
Grafico 11 Performance de Lodo Polimérico en campo.	41
Grafico 12 Remoción del Lodo Polimérico.	42

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

BACH. ELVIS ARNALDO SILVA CASTILLO

**“OPTIMIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON EL USO DE
POLÍMEROS EN OPERACIONES NOR OESTE”**

RESUMEN

Los lodos que utilizan en su formulación, polímeros permiten encapsular los sólidos perforados para prevenir la dispersión o cubrirlos para la inhibición. También proveen viscosidad y propiedades para el control de pérdidas de flujo.

Basado en el conocimiento litológico que comprende las diversas formaciones depositadas en la Cuenca Talara, donde predomina multicapas heterogéneas compuestas por lutitas pardas con areniscas verdes y grises de grano fino a grueso, por lo que el riesgo de hidratación de lutitas estará presente durante toda la perforación.

Asimismo de obtener parámetros de viscosidad mayores, podemos obtener mayor eficiencia y rendimiento en la limpieza del pozo para proveer estabilidad en el hoyo y prevenir el hinchamiento/disgregación de las arcillas presentes en la formación, considerando que nos encontramos con lentes arenosos con matriz arcillosa.

De esta manera el uso del Polímero dentro de la formulación del sistema de lodos de perforación muestra múltiples aplicaciones y permite mitigar posibles eventos que pudiese ocurrir durante la perforación.

PALABRAS CLAVES: Lodos, base Agua, fluidos Polímeros, Lutitas, Viscosidad, Cuenca, Inhibición, pérdida de fluido, Gas, solidos.

**NATIONAL UNIVERSITY OF PIURA
FACULTY OF MINING ENGINEERING
PROFESSIONAL SCHOOL OF PETROLEUM ENGINEERING**

**BACH. ELVIS ARNALDO SILVA CASTILLO
“OPTIMIZATION OF THE DRILLING FLUID WITH THE USES OF POLYMERS IN
NORTH WEST OPERATIONS”**

ABSTRACT

The mud that use in their formulation, polymers allow to encapsulate the perforated solids to prevent the dispersión for the inhibition. They also provide viscosity and properties for control of low losses.

Base on the lithological knowledge that comprises the different formations deposited in the Talara Basin, where heterogeneous multilayers predominate composed of brown shales with Green and gray sandstones of fine to coarse grain so the risk of shale hydration will be present throughout the drilling.

In addition to obtaining higher viscosity parameters, we can obtain greater efficiency and performance in the well cleaning to provide stability in the hole and prevent the swelling.

Disintegration of the clays present in the formation, considering that we have Sand less with clay matrix.

In the way, the use of the polymer within the formulation of the drilling mud system show multiple applications and allows to mitigate posible events that could occur during drilling.

KEY WORDS: Fluids, Muds, Water Base, Polimers, inhibition, Clay, viscosity, Loss fluids, Gas, Solids.

INTRODUCCIÓN

Los lodos polimeréricos cumplen diversas funciones tales como viscosificar, filtrar, flocular y proveer estabilidad al pozo e inclusive a altas temperaturas.

Se caracteriza por utilizar menor contenido de Bentonita, lo cual al interactuar con las arcillas presentes en las formaciones, generan menor reacción con las mismas y por ende no afecta sus propiedades reológicas y de filtración.

Asimismo, reduce los esfuerzos de corte y estabiliza la pared del pozo a través del encapsulamiento de una cantidad menor de sólidos por volumen (5%)

Dada la complejidad litológica que presentan durante la perforación, este tipo de lodos cumplen con las condiciones de controlar alguna reacción físico-química que altere su composición general.

CAPÍTULO I

ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

Problemas recurrentes durante la perforación que puede originar pérdidas inalcanzables, pudieron evitarse si se tenía conocimiento del comportamiento litológico de cada capa productora.

Perdidas de circulación en zonas ya depletadas o zonas cargadas de agua de formación (Acuífero), inhibición de las arcillas hidratables que, al reaccionar, pueden provocar embolamiento de la broca y atascamiento de la tubería de perforación.

Problemas en la inestabilidad del hoyo por acción de las lutitas reactivas y el daño generado por caudales de filtración expuestas a formaciones permeables.

Todos los problemas mencionados generaron inconvenientes que impactaron en la configuración mecánica del pozo y posterior comunicación de la formación – pozo para su puesta en producción.

1.2. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN

Se juzga que este estudio tiene relevancia para el progreso de las técnicas y uso de polímeros en las zonas de estudio en cuestión por las siguientes razones:

Se justifica, que el mejoramiento de la integridad del pozo en el largo plazo constituye una prioridad creciente. Las compañías involucradas reconocen que un excelente aislamiento zonal requiere un óptimo sistema de remoción de lodo y acondicionamiento del pozo.

Es importante, porque un deficiente aislamiento puede generar fenómenos adversos tales como producción de fluidos no deseados, pérdida de hidrocarburos hacia zonas de baja presión, existencia de presión detrás del casing, o corrosión, además del estado general y de la calidad de pozo. La solución de estos problemas demanda gastos adicionales y generalmente inesperados.

1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1. Objetivo General

- **Optimizar** la aplicación de los polímeros dentro de los sistemas de fluidos de perforación.

1.3.2. Objetivos Específicos

- **Evaluar** los parámetros operacionales y requerimientos de pozo para un trabajo eficiente.
- **Determinar** los factores que contribuyen en los trabajos de cementación, principalmente incidir en el comportamiento reológico.

1.4. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1 Definición del Problema

Del planteamiento anterior, el término “Problema”, afecta la construcción del pozo, con lo cual impacta la productividad del mismo.

Factores tales como ROP, presiones diferenciales, propiedades reológicas, velocidades de flujo, son algunos de ellos.

1.4.2. Delimitaciones: Espacial, Temporal

El problema requiere ser puntualizado en aquellos aspectos **concretos** que ofrezcan mayor utilidad y aporte al esfuerzo de optimizar sus aplicaciones dentro de la formulación.

Espacial. Como primera medida es dar a conocer que el estudio se realizará en los yacimientos de Nor Oeste Peruano, situado en la Ciudad del Alto, Provincia de Talara, departamento de Piura, en él se tiene campos de alto grado de explotación y una intensiva actividad de perforación.

Temporalmente. Debido a que el estudio del proyecto comprende, la interacción del análisis ingenieril, técnico y operativo, así como también la discusión y/o opinión de profesionales expertos, se estima una duración 04 meses calendarios.

1.5. FORMULACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Terminada la fase Conceptual del problema se pasa a la de Indagación y Conjetura por medio de preguntas concretas, puntuales y precisas

1.5.1. Problema General

¿Conocer los fenómenos adversos que suscitan durante la perforación afectando su rendimiento?

1.5.2. Problemas Específicos

¿Conocer los principios y efectos que generan estos cambios Físico – Químicos en los fluidos de perforación en contacto con las formaciones productivas?

¿Cuál de los parámetros a estudiar inciden en la incompatibilidad de fluidos?

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Durante más de 100 años, se han desarrollado muchos procedimientos para los trabajos de cementación primaria, desde simples hojas de cálculo hasta complejos simuladores computarizados, que permiten integrar los datos disponibles y predecir problemas, permitiendo un ajuste fácil y rápido para optimizar los diseños.

Los problemas de pega diferencial, hinchamiento de arcillas, y cambios tixotrópicos surgidos durante el desplazamiento del lodo en el espacio anular, fueron fenómenos muy comunes suscitados en recientes trabajos de acondicionamiento, sin llegar a la posibilidad de generar pérdidas de reservas, bajos caudales de producción y/o producción diferida y finalmente la falta de capacidad para confinar los trabajos de estimulación y /o trabajos futuros, estos fenómenos físicos fueron el punto de quiebre para analizar el sistema actual de los pre flujos y proponer mejoras y/o cambios en su formulación, lo cual se encuentra hoy en día en actitud vigilante, observando su comportamiento al interactuar dichos fluidos(Lodos y pre flujos).

2.2. BASES TEÓRICAS

Conviene examinar con objetividad, la importancia de los lodos de perforación y sus funciones en el acondicionamiento del pozo previo a los trabajos de cementación, así como las mejores prácticas operacionales y técnicas dirigidas al proceso de cementación.

Esto permitirá una excelente base y soporte de las fuerzas axiales ejercidas por las columnas de fluido y el peso del casing, a su vez proporcionará un aislamiento zonal entre la formación y el casing, no solo al momento de la perforación y producción sino más allá del fin de la vida productiva de pozo.

2.2.1 Lodos de Perforación, Tipo, Función y Aplicación

El fluido utilizado durante la perforación es llamado también lodo de perforación, siendo este, el componente más importante que existe durante este proceso. El lodo es un fluido preparado con materiales químicos, circulando en circuito dentro del hoyo por el interior de la tubería, impulsado por bombas y finalmente, devuelto a la superficie por el espacio anular.

Las principales funciones que ejerce el lodo durante la perforación son las siguientes:

- **Enfriamiento y Lubricación de la barrena.** Durante la perforación se va produciendo un calor considerable debido a la fricción de la barrena y herramientas con la formación, que tiene una temperatura llamada “Gradiente Geotérmico” donde dicho gradiente promedio es de 1° Centígrado por cada 30 metros o 100 pies de profundidad. Debido a esto, el lodo debe tener suficiente capacidad calorífica y conductividad térmica para permitir que el calor sea recogido desde el fondo del pozo para ser transportado a la superficie y dispersado a la atmósfera; el lodo también ayuda a la lubricación de la broca mediante el uso de emulsionantes o aditivos especiales que afecten la tensión superficial. Esta capacidad lubricante se demuestra

en la disminución de la torsión de la sarta, aumento de la vida útil de la barrena, reducción de la presión de la bomba.

- **Estabilidad en las paredes del hoyo.** Esto se refiere a la propiedad que tiene el lodo para formar un enjarre que se forman en las paredes del hoyo, que sea liso, delgado, flexible y de baja permeabilidad; lo cual ayuda a minimizar los problemas de derrumbes y atascamiento de la tubería, además de consolidar a la formación. Así mismo, este proceso evita las filtraciones del agua contenida en el lodo hacia las formaciones permeables y reduce la entrada de los fluidos contenidos en la formación al ejercer una presión sobre las paredes del hoyo. Normalmente, la densidad del agua más la densidad de los fluidos obtenidos durante la perforación es suficiente para balancear la presión de la formación en las zonas superficiales.
- **Broca que levante y acarree los recortes.** La eficiencia del acarreo de la muestra del fondo del pozo a la superficie depende de la velocidad del lodo en el espacio anular que está en función del gasto de la bomba de lodo, el diámetro de hoyo, velocidad de bombeo, y el diámetro exterior de la tubería.
- **Control de las presiones de la formación.** Otra propiedad del lodo es la de controlar las presiones de la formación, siendo esta con un rango normal de 0.107 kg/cm² por metro. A esto se le denomina “Gradiente de Presión de formación”, el lodo genera una presión hidrostática que contrarresta la presión de la formación. La presión hidrostática está en función de la densidad del lodo y de la profundidad del hoyo. La densidad del fluido de perforación debe ser adecuada para contener cualquier presión de la formación y evitar el flujo de los fluidos de la formación hacia el pozo.
- **Soporte sustantivo del peso de la sarta de perforación.** Con el incremento de las profundidades perforadas, el peso que soporta el equipo de perforación se hace cada vez mayor, y con base en el principio de Arquímedes, la tubería recibe un empuje ascendente al estar sumergida en el fluido de perforación. A este fenómeno se le conoce como efecto de flotación donde el empuje depende de la profundidad a la que se encuentra la tubería y la densidad del fluido sustentante. El peso de la sarta de perforación y el casing en el lodo, es igual a su peso en el aire multiplicado por dicho factor de flotación. El aumento de la densidad del lodo conduce a una reducción del peso total que el equipo de superficie debe soportar.
- **Suspensión de cortes y sólidos al interrumpirse la perforación.** Cuando la circulación se interrumpe por un tiempo determinado, los recortes quedan suspendidos debido a una característica del lodo llamado “Gelatinosidad” la cual evita que los recortes caigan al fondo y causen problemas al introducir la tubería y al reiniciar la perforación.
- **Transmisión de la potencia hidráulica a la broca.** El fluido de perforación es el medio para transmitir la potencia hidráulica requerida a través de las salidas del lodo en la broca, donde gran parte de esta potencia producida por las bombas se utiliza para mover la columna del lodo existente en el espacio anular y así establecer una circulación pertinente; ayudando a perforar la formación y limpiar el fondo del hoyo.

2.2.2. Tipos de Lodo de perforación

Existen muchos tipos de lodo de perforación, tanto de base agua como base aceite, los cuales mostramos algunos de ellos:

Lodo Cálculo. Lodo Bentonítico utilizado en zonas de yeso, anhidrita o flujos de agua salada. Estos lodos difieren de los otros lodos base agua en que las arcillas sódicas (bentonita) se convierten en arcillas cálcicas a través de la adición de Cal – Yeso y Lignosulfatos.

Lodo de Polímeros, lodo elaborado mediante la adicción de bentonita con polímeros floculantes. Son bajos en el contenido, más estables a las altas temperaturas y pueden ser densificados a cualquier valor.

Lodo Base agua. Cuando se le agrega al agua a los productos químicos orgánicos se les denominan emulsionados. Los primeros son los más utilizados y se clasifican de acuerdo al dispersante usado en su control. Los lodos base agua emulsionados requieren en su preparación aceite, diésel o crudo en cantidad de 5 a 10% del volumen total del lodo. Las ventajas de este tipo de lodo son:

- Aumentar el avance de la perforación.
- Prolongar la vida de la barrena.
- Reducir la torsión y embolamiento de la barrena.
- Prevenir pegaduras por presión diferencial.
- Mejorar el enjarre.
- Incrementar la lubricidad de la barrena.

Sin embargo, los lodos base agua pueden provocar no solo disminución de la densidad y el filtrado sino aumenta de la viscosidad.

Lodos Inhibidos. En algunas operaciones de perforación, los lodos base agua no resultan efectivos sobre todo cuando se requieren altas densidades sin alterar la viscosidad o gelatinosidad. En estos casos, se recomienda el uso de los lodos inhibidos tales como los cálcicos, base yeso, de agua de mar y de agua saturada de sal. Dentro de las ventajas de los lodos inhibidos tanto cálcicos como base yeso se pueden mencionar la protección que estos brindan a la tubería de perforación de la corrosión y suspensión de la actividad biológica.

2.2.3. Propiedades Fundamentales de los lodos de Perforación

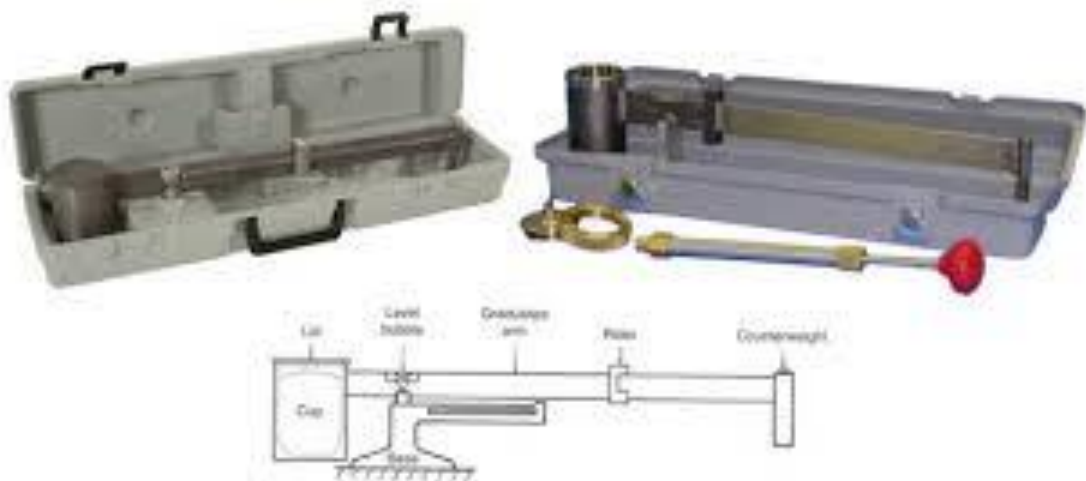
Debido a que el lodo de perforación es uno de los componentes más importantes durante la perforación de un pozo, es de suma importancia el control de sus propiedades físicas y químicas, de tal forma que el fluido proporcione un trabajo eficiente durante la etapa de perforación. Por esta razón, el operador de registro debe de conocer las características reológicas de los fluidos de perforación, refiriéndose a los análisis necesarios que hay que efectuar al lodo para conocer las condiciones del mismo. Dichas condiciones son propuestas de antemano en el programa de perforación de cada pozo dependiendo del tipo de roca que se va a perforar y de las posibles presiones del yacimiento que pudiera cortarse con la barrena.

Densidad: Se define como la relación de masa dividida por unidad de volumen. Su función es el mantener a los fluidos contenidos dentro del agujero en el yacimiento durante la perforación, manteniendo de este modo la presión requerida que ejercen las paredes del agujero. Las unidades comunes de densidad son las libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/ft³), kilogramos por centímetro cúbico (kg/cm³) y gramos por centímetro cúbico (gr/cm³); siendo esta última la más utilizada en el campo.

Los lodos de perforación pueden tener un rango de densidades de 1.07 a 2.50 gr/cm³ lo que permite una óptima velocidad de penetración al contrarrestar la presión de formación, sin provocar pérdidas de circulación.

La densidad máxima del lodo que se requiere en la perforación de un pozo, está determinada por el gradiente de presión.; la presión de poro a una profundidad dada excede la presión ejercida por el peso de la formación sobre la profundidad evaluada (presión de sobrecarga).

Para prevenir la entrada de fluidos desde la formación al agujero, el lodo debe proveer una presión mayor a la presión de poros encontrada en los estratos a ser perforados. Un exceso en la densidad del fluido puede ocasionar la fractura de la formación con la consiguiente pérdida de fluido de control.



Balanza de Lodos

Grafico 1 Balanza Presurizada de Lodos – Densidad

Viscosidad: Es una medida de resistencia interna que presenta un fluido al desplazarse en función directa a la presión y temperatura del yacimiento. Los lodos de perforación tienen características de flujos no lineales (tixotrópicos) y requieren de más de un término de viscosidad para definir su comportamiento viscoso. La viscosidad se expresa en medidas relativas (viscosidad aparente o de embudo), o en medidas absolutas (viscosidad plástica, punto cedente y gelatinosidad). Para un fluido de perforación, las propiedades deseadas de viscosidad efectiva proporcionan a la barrena una óptima potencia hidráulica, manteniendo el agujero limpio en el espacio anular. Así mismo, se requiere de una baja viscosidad efectiva para que el lodo desprenda los cortes al llegar a la superficie, también debe tener suficiente gelatinosidad para mantener a los cortes sólidos en suspensión

cuando el fluido no esté en movimiento. La medida de viscosidad utilizada es medida con el embudo (viscosímetro Marsh) que se determina en segundos y en un rango normal puede ser de 45 a 75 segundos para los lodos base agua y de hasta 160 segundos para lodos de emulsión inversa. Esta viscosidad aumenta a medida que los contaminantes son introducidos y/o que el contenido de sólidos se incrementa, por lo que la viscosidad aparente también aumenta. Por el contrario, la viscosidad suele decrecer al aumentar la temperatura y por lo tanto la viscosidad aparente también disminuye.

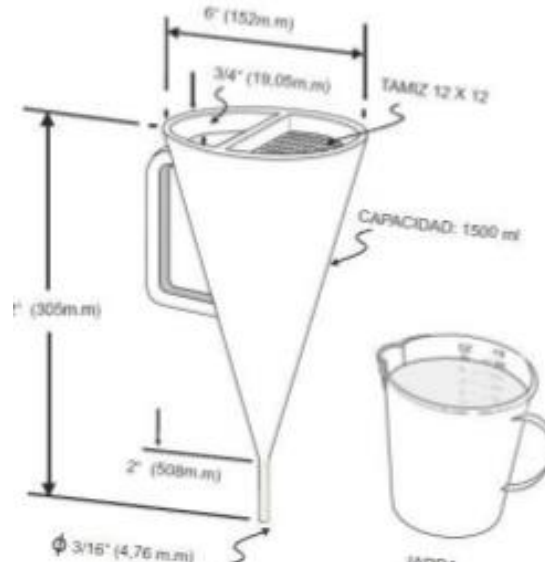


Grafico 2 Viscosidad de Embudo

Viscosidad Plástica: Es la parte de la resistencia del fluido en movimiento causada por fricción mecánica. Esta fricción se produce entre los sólidos contenidos en el lodo y el líquido que lo rodea y por el esfuerzo cortante del propio líquido. En general, al incrementar el porcentaje de sólidos en el sistema, se aumenta la viscosidad plástica. El control en lodos de bajo y alto peso es indispensable para mejorar la reología y alcanzar promedios altos de penetración de la formación.

Viscosidad Aparente: Se define como la medición en centipoises (cps) que un fluido Newtoniano debe tener en un viscosímetro rotacional a una velocidad de corte previamente establecida, con los efectos simultáneos de todas las propiedades de flujo.

Gelatinización: Es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado que muestra la fuerza de la floculación del lodo bajo condiciones estáticas. La tasa de gelatinización se refiere al tiempo requerido para formarse el gel. Si la gelatinización se forma lentamente después de que el lodo está en reposo, se dice que ésta es baja, siendo alta en caso contrario. Un lodo que presenta esta propiedad se le denomina tixotrópico y su grado se determina midiendo la fuerza de gel.

El conocimiento de esta propiedad es importante para prever dificultades durante la circulación del fluido cuya resistencia a la gelatinización debe ser suficientemente baja para:

- Permitir que la arena y el recorte sean depositados en el tanque de decantación.

- Conservar el buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería, y el efecto de pistón cuando se introduce la misma en el agujero.
- Lograr la separación del gas incorporado en el lodo.
- Mantener la suspensión de los sólidos incorporados cuando se está añadiendo la barita y al estar el lodo estático.



Grafico 3 Gelatinización

Punto cedente: Es la resistencia que presenta el lodo a fluir a causa de las fuerzas electroquímicas de atracción entre las partículas sólidas. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas localizadas cerca de la superficie de las partículas. Bajo condiciones de flujo, el punto cedente depende de las propiedades de los sólidos en el lodo en la superficie, de la concentración de los sólidos en el volumen del lodo y de la concentración y tipos de iones en la fase líquida del lodo. Cuando el punto cedente es alto, debido a los contaminantes solubles como el calcio, carbonatos y por los sólidos arcillosos de las formaciones, se provoca la floculación del lodo que debe de controlarse con dispersantes. El punto cedente y los esfuerzos de gelatinización son considerados medidas de la hidratación y de la floculación de las arcillas.

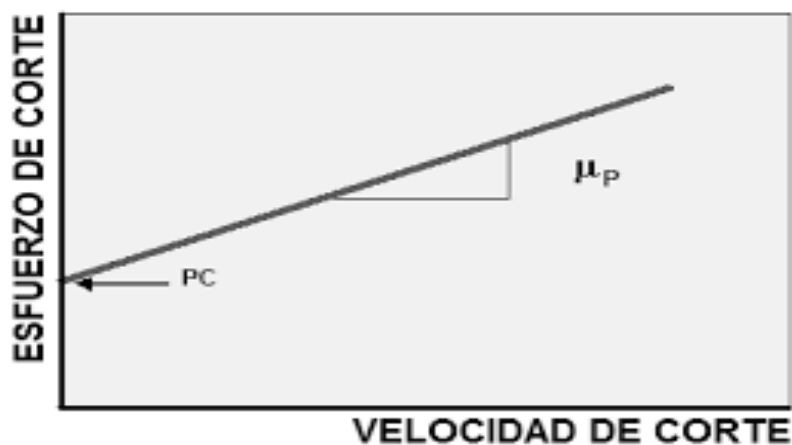


Grafico 4. Parámetros reológicos

Filtrado: También conocido como pérdida de agua, es la cantidad de agua proveniente del lodo que se filtra hacia la formación, básicamente en las formaciones permeables, y que debe mantenerse lo más bajo posible para tener una buena estabilidad del agujero y evitar daños a la formación. Básicamente hay dos tipos de filtración: estática y dinámica. La estática ocurre cuando el fluido no está en movimiento, mientras que la dinámica ocurre cuando el lodo fluye a lo largo de la superficie filtrante. Durante el proceso de filtración estática, el revoque (embarrado) aumenta de espesor con el tiempo mientras que la velocidad de filtración disminuye, por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir la formación de revoques muy gruesos. Por otro lado, la filtración dinámica se diferencia de la anterior debido a que el flujo de lodo a medida que pasa por la pared del pozo tiende a raspar el revoque a la vez que se va formando, hasta que el grosor se estabiliza con el tiempo y la velocidad de filtración se vuelve constante. El control de este tipo de filtración consiste en prevenir una pérdida excesiva de filtrado a la formación.

La temperatura, el tipo y tamaño de las partículas suspendidas en el lodo y la presión de formación, son algunos de los factores que afectan en la pérdida de agua del fluido de perforación, Teniendo una relación directa en el ritmo de penetración y en la concentración de gas en el lodo al momento de la perforación. La medida del filtrado se realiza mediante la prensa de filtrado a temperatura ambiente, colocando el lodo dentro de la prensa con una presión de 100 psi durante 30 minutos. El líquido filtrado resultante se mide en centímetros cúbicos.



Grafico 5.Efecto de filtrado de Lodo

Fuente: Petro Blogger

Enjarre: Es una capa o película delgada de lodo que se forma en las paredes del agujero. Se presenta principalmente en aquellas formaciones permeables; el espesor de la capa puede variar de 1 a 4 mm. Cuando el enjarre no se forma, el lodo invade las formaciones permeables. Para la formación de enjarre, es esencialmente necesario que el lodo contenga algunas partículas de un tamaño muy pequeño para el cierre de los poros de la formación. Los enjarres pueden ser compresibles o incompresibles, dependiendo de la presión a la que sean sometidos. La formación del enjarre va a depender principalmente de la pérdida de agua y de la permeabilidad de la roca.

2.2.4. Polímeros como fluido de perforación

Los fluidos constituidos por una mínima cantidad de bentonita, polímeros de cadena larga y alto peso molecular. La mayoría de polímeros empleados en la industria petrolera tienen un rango de operación menor a 300°F, soluble en agua, aceite y soluciones salinas. Especialmente en fluidos de completación y fractura.

Los fluidos son susceptibles a degradación por factores como calor, degradación mecánica, ataques biológicos, ácidos, sales y bases.

Estos sistemas son utilizados para encapsular sólidos de perforación, para prevenir la dispersión, cubriendo con una película la lutita que evita que esta se incorpore en el fluido; incrementan la viscosidad del lodo; reducen la pérdida de filtrado y son utilizados como floculantes y defloculantes.

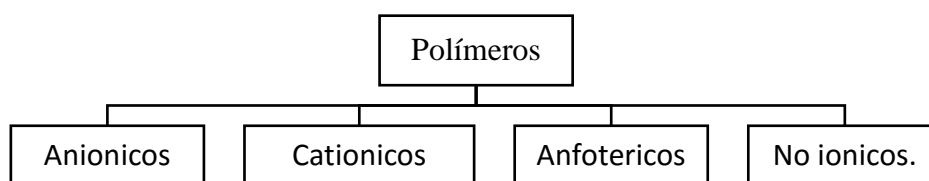


Grafico 6. Clasificación de los Polímeros según su carga eléctrica.

Fuente: Baroid.

Aniónicos. De carga negativa, formados por la disociación de un ácido $-\text{CO} - \text{O} - \text{H}$.

Catiónicos. Moléculas de carga Positiva Aminas.

Anfótericos. Cargas Positivas y Negativas gobernadas por el pH, en pH bajos son Catiónicos, pH altos son Aniónicos.

No Iónicos. No poseen carga Gral/Odico de Etileno o de Propileno. Reduce la tensión superficial entre las partículas.

Los tres tipos de polímeros más importantes son:

- Natural: Almidones, Polímeros XC.
- Natural Modificado: CMC, PAC, CMS, HEC.
- Sintético: SPA, PHPA.

Estructura de los polímeros

LINEAL. CMC – HEC – POLIACRILATO - PHPA



Grafico 7 Cadena Lineal de Polímeros

Fuente: Mi Swaco

RAMIFICADOS. Almidón, Polímero XC, CMS.

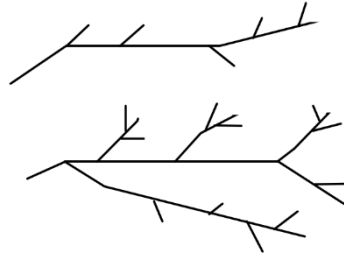


Grafico 8 Cadena Ramificada de Polímeros

Fuente: Mi Swaco

ENTRECRUZADOS. Polímeros XC entrecruzado

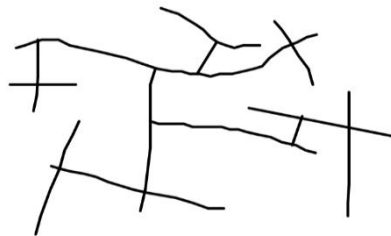


Grafico 9. Cadena Entrecruzada de Polímeros

Fuente: Mi Swaco

Grado de Polimerización

La extensión de un polímero está determinada por el número de unidades repetitivas en la cadena. La mayoría de polímeros comerciales tienen un DP que va de 500 a 5000.

De acuerdo a su función, se puede tener como:

Dispersante – Bajo peso molecular.

Reductor de pérdida de fluido – Peso molecular medio.

Viscosificador. – Alto peso Molecular.

Encapsulante. – Alto peso Molecular.

Floculante selectivo – Alto peso Molecular.

Grado de Sustitución

Se refiere al número de grupos de reemplazo de polímero por unidades de repetición.

Convertir al polímero en:

- Resistente al ataque bacteriano
- Más tolerante a la dureza de los cloruros
- Solubles en agua

Desempeño del Polímero influenciado por:

- Concentración
- Química del Agua
 - Salinidad.
 - Dureza.
 - pH
 - Sólidos
 - Temperatura
 - Bacteria

Dentro de los tipos de lodos poliméricos utilizados en el campo de estudio es de tipo sintético Polimérico PHPA, el cual detallaremos a continuación.

De acuerdo a la fuente: Glossary.Oilfield.slb.com, el tipo de lodo Polimérico PHPA llamado “Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada” que utiliza base agua para controlar las lutitas del pozo o para extender arcilla de bentonita en un lodo de bajo contenido de sólidos. Como lodo para control de lutitas se cree que la PHPA sella las micro fracturas y reviste las superficies de las lutitas con una película que retarda la dispersión y la desintegración. Se utiliza KCL como inhibidor de lutitas en la mayoría de los diseños de Lodo PHPA. En los lodos de bajo contenido de sólidos la PHPA interactúa con concentraciones mínimas de bentonita uniendo las partículas entre sí y mejorando la reología sin aumentar la carga de sólidos coloidales.

2.2.5. Principales Aditivos de un fluido de perforación

En la formulación de los fluidos base agua o aceite se usan aditivos químicos en diferentes concentraciones para cumplir funciones específicas.

Para la preparación del fluido hay que tomar en cuenta muchos factores con el fin de seleccionar el material a mezclar. Entre estos se puede considerar:

- Densidad
- Presencia de completación a hoyo desnudo o revestido.
- Presencia de Gas
- Tipos de Bomba, tanques o equipos de mezcla.
- Calidad del agua (dura o blanda), etc.

Los materiales químicos se agrupan en diferentes categorías y se usan para:

- Densificar.
- Viscosificar.
- Controlar Filtrado o pérdida de agua.
- Controlar reología.
- Controlar pH.
- Controlar pérdida de circulación.
- Lubricar.
- Modificar la Tensión interfacial.
- Remover sólidos.
- Estabilizar lutitas.
- Evitar la corrosión.
- Controlar bacterias y hongos.

- Precipitar contaminantes.

Materiales Densificantes. Son materiales no tóxicos ni peligrosos de manejar, que se utilizan para incrementar la densidad del fluido. De los siguientes minerales, algunos de ellos se usan con frecuencia como densificantes en los fluidos de perforación.

Los principales materiales son:

Baritina (Grad Esp: 4.2 – 4.5)

Dolomita (Grad Esp: 2.8 – 2.9).

Calcita (Grad Esp: 2.6 – 2.8).

Materiales Viscosificantes Estos productos son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos de remover los sólidos perforados y suspender el material densificante, durante la perforación de un pozo. Entre los materiales más utilizados para viscosificar los fluidos de perforación están:

Arcilla: Bentonita (Silicato de sodio).

Polímeros (Goma Xántica, HEC, Goma Guar)

Materiales para control de filtrado. Se puede realizar de distintas maneras, entre las más usadas tenemos:

- Desarrollando un revoque impermeable y altamente compresible.
- Incrementado la viscosidad de la fase líquida.
- Disminuyendo la permeabilidad mediante una acción de puenteo.

Materiales para controlar reología. Está relacionada con la capacidad de limpieza y suspensión de los fluidos de perforación. Esta se incrementa con agentes viscosificantes y se disminuye con adelgazantes químicos o mediante un proceso de dilución. Como controladores reológicos se utilizan básicamente lignosulfonatos, lignitos y adelgazantes poliméricos.

Materiales para controlar pH. Para mantener un rango de pH en el sistema que asegure el máximo desempeño de los otros aditivos empleados en las formulaciones del fluido se utilizan aditivos alcalinos en concentración que varía de acuerdo al pH deseado.

El pH puede variar entre 7.5 y 9.5 para un fluido de bajo pH y entre 9.5 y 11.5 para un fluido de alto pH, de acuerdo a la exigencia de la perforación.

Materiales para controlar pérdida de circulación. Estos materiales son utilizados para controlar parcial y totalmente las pérdidas de fluido que pueden producirse durante la perforación del pozo.

Fibra celulósica. Material efectivo para controlar pérdida de circulación en formaciones no productoras, cuando se perfora con fluidos base agua o base aceite.

Carbonato de calcio. Se utiliza en formaciones productoras para densificar, controlar pérdida de circulación y minimizar filtrado, al actuar como agente puenteante.

Materiales para dar lubricidad. Reducen el esfuerzo de torsión (la fricción de rotación) y la resistencia al avance (la fricción axial) en el pozo y para lubricar los rodamientos de la broca. Los materiales lubricantes pueden ser sólidos, tales como las perlas del plástico, las perlas de vidrio, las cascarras de nuez y el grafito, o líquidos, tales como los aceites, los fluidos sintéticos, los glicoles, los aceites vegetales.

Estos productos se incorporan en el revoque o cubriendo las superficies metálicas de la sarta de tubería con una película protectora, lo cual reduce de una manera efectiva la fricción mecánica entre la sarta y la pared del hoyo.

Materiales Surfactantes. Los surfactantes son materiales que tienden a concentrarse en la interface de dos medios: sólido/ agua, aceite/agua/ aire, modificando la tensión interfacial.

Se utiliza en los fluidos de perforación para controlar el grado de emulsificación, agregación, dispersión, espuma, humectación.

Los principales: Aceite/Agua: Emulsificante, directo o indirecto; Agua/aire: Espumante, antiespumante; Acero/Agua: Lubricante, inhibidor de corrosión.

Materiales estabilizantes de lutitas. Las arcillas de las lutitas se hidratan y dispersan cuando toman agua, incrementando considerablemente su volumen y en consecuencia causando el derrumbe de la formación. Para evitar esto se utilizan aditivos especiales que inhiben la hidratación y dispersión de las arcillas.

Hay un variado número de productos químicos que se pueden utilizar, dependiendo de la naturaleza de cada formación para estabilizar formaciones lutíticas.

Entre estos materiales se incluyen los siguientes:

- Polímeros sintéticos de alto peso molecular (PHPA).
- Asfaltos.
- Látex.
- Carbonato de calcio muy finos.
- Cal Yeso.

2.2.6. Programa de Lodos de perforación en campos del Nor Oeste del Perú

La perforación típica en estos campos, consta de dos secciones, la primera de ellas es la sección de 12 ¼" con un sistema de fluidos de perforación **KPAM/ NH4 – HPAN** semi tratado hasta la profundidad de 250 ft. y bajar casing de 9 5/8", se atravesará la formación Talara, la cual está compuesta por lutitas pardas con areniscas verdes y areniscas gris grano grueso por lo que el riesgo de hidratación de lutitas estará presente durante toda la sección.

El sistema **KPAM/ NH4 HPAN** semi tratado cuenta en su formulación con productos claves tales como el KPAM y NH4 HPAN, productos que tendrán como principal objetivo el encapsulamiento de recortes y supresión de la hidratación de lutitas que posiblemente se encuentren en este intervalo.

De considerar necesario obtener parámetros de viscosidad mayores para limpiar el pozo se recomienda adicionar KPAM o XC POLIMER para obtener el rendimiento y eficiencia de la limpieza del pozo.

Para esta sección se está considerando la densidad del lodo inicial de 8.8ppg llegando al punto de casing con 9.2 ppg.

Mantener valores de viscosidad de embudo por encima de 65 segundos.

Se recomienda perforar con 300/500 gpm logrando optimizar la limpieza y evitando que se presente perdidas de circulación, asimismo el bombeo de píldora de limpieza de alta viscosidad a la mitad y final de la sección, para asegurar la limpieza del hoyo.

Se recomienda pre hidratar la bentonita 04 – 05 horas antes de inicio de la perforación, para obtener los valores reológicos necesarios.

De ocurrir algún evento de pérdida de circulación en los primeros 100 pies de la sección se recomienda sacar tubería a superficie y agregar LCM grueso como BENTO PLUG 3/8, Aserrín y Seal YTG directo al hoyo para controlar perdida de circulación.

Se recomienda verificar la HPAN, dureza y cloruros de agua antes del agregado de productos químicos.

Se recomienda agregar carbonato de calcio mallado para lograr el sellado de la garganta de poro durante la perforación de las formaciones someras.

Las secciones 8 ½” a una profundidad de 3000 pies con el fluido **KPAM / NH4 – HPAN** atravesando las formaciones objetivas, las cuales están compuestas por lutita pardas con areniscas verdes y areniscas gris grano grueso por lo que el riesgo de hidratación de lutitas y perdida de circulación estará presente durante toda la sección.

Será agregado **KPAM Y NH4 – HPAN** en una concentración de 0.5/2.5 lpb respectivamente para proveer estabilidad al hoyo y prevenir el hinchamiento /disgregación de las arcillas presentes en las formaciones, considerando que nos encontramos con lentes arenosos con matriz arcillosas.

Para esta sección se recomienda utilizar un estabilizador de lutitas manteniendo una concentración de 2.5 lpb hasta el TD, con la finalidad de mitigar los problemas de inestabilidad del hoyo.

Antes de realizar el viaje a superficie, para toma de registros eléctricos se recomienda dejar en el hoyo píldora con lubricante en una concentración de 1.0% v/v

Reducir la pérdida de filtrado API a 6.0 cc/30 min, para obtener un revoque lo más compacto posible y reducir el riesgo de pega por diferencial con adiciones de PAC LV/SMP -2, si fuera necesario incrementar la capacidad de acarreo y propiedades reológicas del sistema de fluidos.

Con respecto a la densidad de inicio será de 9.4 ppg adicionando carbonato de calcio #325 como material densificante, se estima terminar la sección con 11.2 ppg por referencia de pozos vecinos. Finalmente se recomienda realizar un Flow check antes de realizar los viajes de calibre y evaluar el incremento de la densidad final del fluido al ECD final.

Se recomienda realizar puenteo con CaCO_3 mallas 150 toda la sección puesto que las formaciones a corta están compuestas por arenas de granulometría fina a gruesa con posible presencia de pérdida de circulación.

La tasa de bombeo sería de 450 – 550 gpm, a corridas hidráulicas para monitorear una buena limpieza de hoyo.

2.2.7. Parámetros de perforación/ Operacionales.

ROP. La tasa de penetración debe mantenerse lo más uniforme posible de acuerdo a la tasa de bombeo calculada para mantener una limpieza adecuada. Arranques de perforación o ratas instantáneas deben ser evitadas en todo momento y más donde los ángulos del pozo superen los 30° para evitar empacamientos.

Rotación de la Sarta. Rote la sarta cada vez que sea posible tanto en pozos verticales como desviados. Este parámetro tiene un efecto importante en la eficiencia de la limpieza del hoyo. Debido a que muchos pozos direccionales, necesitan tiempo “deslizando”, use una combinación de píldora viscosas, dispersas y pesadas cuando así lo haga. Si observa indicaciones de hoyo sucio, rote la sarta lentamente, incrementando gradualmente las RPM's hasta que observe un aumento de recortes en superficie.

Presión de Stand pipe (SPP3). Usando datos operacionales y simuladores hidráulicos se puede simular la condición hidráulica del pozo y predecir aumentos de la columna hidrostática por empacamiento en condiciones casi-reales.

Velocidad de viaje de sarta. Una buena planificación de las velocidades de viaje es crucial para evitar pérdidas cuando se corre tubería o revestidor.

Tasa de Bombeo. La tasa de bombeo debe ser siempre diseñada tomando en cuenta el balance de tres aspectos muy importante: limpieza de hoyo, lavado, y pérdidas inducidos por ECD. A pesar de que los tres aspectos son de suma importancia, los dos primeros deben ser resueltos primero. Principalmente la tasa de bombeo debe ser suficiente para limpiar el hoyo sin erosionar las paredes del mismo. Si se falla en esto se creará un círculo vicioso donde se necesitará más bomba a medida que el hoyo se ensancha. Las pérdidas deben atacarse de último, sin ser menos importantes, a menos que creen una condición peligrosa, sean costos prohibitivos o afecten la productividad del pozo en alguna medida.

2.3 GLOSARIO DE TÉRMINOS BÁSICOS

AGUA DURA:

El termino agua dura se refiere al agua que contiene iones de calcio y magnesio.

ABSORCIÓN:

Penetración o desaparición aparente de moléculas o iones de una o más sustancias en el interior de un sólido o un líquido.

ÁCIDO:

Cualquier compuesto químico que contiene hidrógeno reemplazable por elementos o radicales positivos para formar sales.

ADHESIÓN:

Fuerza que mantiene juntas las moléculas diferentes.

ADICIONES A UN LODO:

El proceso de agregar y mezclar aditivos de lodo para alcanzar algún propósito u objetivo imposible de lograr con el fluido original.

ADITIVOS PARA LODOS:

Cualquier material que se añada a un lodo para lograr un propósito determinado.

ADITIVOS PARA CONTROLAR LA PERDIDA DE CIRCULACIÓN:

Materiales que se agregan a un lodo para reducir la pérdida de circulación, estos materiales se agregan en distintas cantidades y se clasifican en fibras, escamas y granulares.

ADSORCIÓN:

Fenómeno de superficie exhibido por un sólido (absorbente) que le permite mantener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas sobre la superficie, esta propiedad es debido a la adhesión.

AGLOMERACIÓN:

Agrupamiento de partículas individuales.

AGLOMERADO:

Grupos más grandes de partículas individuales que se originan generalmente en las operaciones de tamizado o secado.

AGREGACIÓN:

La agregación se produce cuando se acumulan plaquetas de arcillas una arriba de la otra, cara a cara. En consecuencia, produce la reducción de la viscosidad y de los geles.

AGREGACIÓN CONTROLADA:

Condición en que las plaquetas de arcilla se mantienen apiladas por acción de un catión polivalente, como el calcio y son defloculadas usando un dispersante.

AGREGADO:

Grupo de dos o tres partículas individuales mantenidas juntas por fuerzas poderosas.

AGUA INNATA O AGUA DE FORMACIÓN:

Agua que probablemente se depositó y quedó atrapada como depósito sedimentario.

AGUA EMULSIÓN DE PETRÓLEO (EMULSIÓN LECHOSA):

Lodo en el cual el contenido de petróleo se mantiene usualmente entre tres y siete por ciento raramente por encima de diez por ciento.

AGUA INTERSTICIAL:

Agua contenida en los intersticios o espacios vacíos de una formación.

APRISIONAMIENTO O PEGAMIENTO:

Condición en que la tubería de perforación o revestimiento quedan aprisionadas en el pozo en una posición fija.

ARCILLA:

Silicato de aluminio hidratado formado por la descomposición del feldespato y otros silicatos de aluminio.

BENTONITA:

Arcilla constituida principalmente por mineral montmorillonita sódica, tiene un rendimiento de más de 85 bls/ton.

BS, O BS & W:

Sedimento de base, o sedimento de base y agua.

CAL:

Forma comercial de hidróxido de calcio, se usa para tratar contaminaciones de carbonatos y bicarbonatos.

CALCIO:

Cuando el calcio entra al barro, la montmorillonita de sodio se convertirá en montmorillonita de calcio, lo cual produce floculación y eventualmente agregación de la arcilla.

Dado esto, muchas veces es recomendable remover el calcio con tratamiento químico; el calcio puede entrar al barro de muchas formas diferentes: cemento blando, yeso, flujos de agua salada, adiciones de agua dura, o cal.

CALOR ESPECÍFICO:

Número de calorías para elevar la temperatura de un gramo de sustancia en un grado de centígrado; el calor específico de un lodo da la indicación de la habilidad del mismo para mantener fría la barrena a una determinada velocidad de circulación.

CARBONATO DE SODIO:

Se usa como precipitante químico para el calcio en lodos base agua, especialmente el sulfato de calcio en lodos de bajo ph.

CARBONATO DE CALCIO:

Sal insoluble del calcio que se utiliza extensamente como material densificante.

CAL VIVA:

Se emplea en ciertos lodos de base petróleo para neutralizar los ácidos orgánicos.

CATIÓN:

Partícula cargada positivamente. Ejemplo: Na, H, Ca, Mg, Al.

CAUDAL O TASA DE CIRCULACIÓN:

Son los galones o barriles por minutos que desplaza la bomba de lodo.

DENSIDAD:

Dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen, se expresa en libras por galón (lb/gal) o también en libras por pie cúbico (lb/pie³)

DENSIDAD API:

Densidad (peso por unidad de volumen) del petróleo crudo o de otro fluido relacionado con este, tal como se mide por un sistema recomendado por el American Petroleum Institute –API (Instituto Americano del Petróleo) está relacionado con el peso específico real por la siguiente formula.

$$\text{GRADOS API} = 141.5 / \text{PESO ESPECIFICO } 60^{\circ}\text{F} / 60^{\circ}\text{F} - 131.5$$

DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN:

Para un fluido circulante la densidad equivalente de circulación en (lb/gal) es igual a la presión hidrostática (psi) más la pérdida total de presión en el anular, dividida por la profundidad (pies) y por 0.052.

DERRUMBAMIENTO (HEAVING):

Desprendimiento de la pared de un pozo como resultado de las presiones internas debido, principalmente al hinchamiento de las lutitas por hidratación o presiones de gas de la formación.

DESARENADOR:

Equipo de control de sólidos utilizados para eliminar partículas mayores a 70 micrones

DEFLOCULACIÓN:

Ruptura de los flóculos de estructuras de tipo gel empleando un reductor de viscosidad o dispersante.

DESHIDRATACIÓN:

Acción de quitarle a un compuesto el agua libre que contiene o el agua de mezcla.

FLOCULADO:

Grupos o agregados de partículas en suspensión que pueden ser disgregados por agitación rotatoria o recíproca y que se vuelven a formar al dejar la suspensión en reposo.

FLUIDEZ:

Recíproca de la viscosidad, medida de la tasa con la cual el fluido es deformado en forma continua por una tensión de corte, también se entiende por fluidez la facilidad de flujo.

FLUIDO:

Un fluido es una sustancia que toma fácilmente la forma del recipiente que lo contiene. El término incluye a líquidos y gases. Los lodos de perforación son generalmente fluidos newtonianos y plásticos, rara vez pseudoplásticos, y casi nunca fluidos dilatantes.

FLUIDOS DILATANTES:

Fluido formado habitualmente por una alta concentración de sólidos bien dispersados, que exhibe una curva de consistencia no lineal pasando por el origen.

FLUIDO PLÁSTICO:

Fluido complejo, no newtoniano en el cual la resistencia de corte no es proporcional a la velocidad de corte.

FLUIDO PSEUDOPLÁSTICO:

Fluido complejo no newtoniano, no poseen tixotropía; una presión o fuerza por encima de cero origina la iniciación de flujo de fluido, aquí la viscosidad aparente disminuye con el aumento de la tasa de corte.

FLUIDO NEWTONIANO:

Es el fluido básico y más simple desde el punto de vista de la viscosidad, en el cual la fuerza o resistencia al corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. Estos fluidos empiezan a moverse inmediatamente cuando se aplica una presión o fuerza por encima de cero. Entre ellos tenemos: agua, petróleo y glicerina.

FLUIDO O LODO DE PERFORACIÓN:

Líquido circulante que se utiliza en la perforación rotatoria para desempeñar algunas de las varias funciones requeridas durante la perforación.

FLUJO DE FLUIDO:

Es el movimiento de un fluido.

FLUJO LAMINAR:

Fluido que fluye paralelo a la pared del pozo, el flujo laminar es la primera etapa del flujo de un fluido newtoniano y es la segunda etapa de un fluido plástico.

FLUJO TAPÓN:

Movimiento de un material como una unidad, sin separación, fracturas o cortes dentro de la masa.

FLUJO TURBULENTO:

Flujo de un fluido en el cual la velocidad de un punto dado cambia constantemente en magnitud y dirección, el recorrido del fluido sigue un curso errático y varía continuamente.

GOMA:

Todo polisacárido hidrofílico de origen vegetal (o derivadas), que cuando se dispersa en agua, se hincha para formar una dispersión viscosa.

GOMA GUAR:

Polisacárido natural derivado de la semilla de la planta denominada guar.

PESO (DENSIDAD):

En terminología de lodos el término peso se refiere a la densidad de un fluido de perforación; se expresa normalmente en varias formas, de las cuales las más comunes son las siguientes: lb/gal, lb/pc, lb/pulg² de presión hidrostática por 1000 pies de profundidad, etc.

PESO EQUIVALENTE:

Es el peso atómico de un elemento o el peso molecular de un compuesto dividido por su valencia.

PESO ESPECÍFICO:

Es el peso de un volumen determinado de cualquier sustancia comparado con el peso de un volumen igual de agua a la temperatura de referencia.

PESO MOLECULAR:

Es la suma de los pesos atómicos de todos los átomos que forman una molécula de un elemento o compuesto químico.

Pf:

Alcalinidad del filtrado determinado con la fenolftaleína.

PH:

Abreviatura para el potencial del ion de hidrógeno.

2.4 HIPÓTESIS**2.4.1 General**

Durante las operaciones de perforación, el lodo puede sufrir contaminaciones con *fluidos provenientes de la formación, pre flujos de los trabajos de cementación, tratamiento excesivo con arcillas comerciales*, etc. Lo que modifica sus características reológicas principales.

2.4.2 Especificas

El grado de contaminación de lodo se vincula más comúnmente con la geometría, la rugosidad y los agradamientos del pozo, así con la viscosidad y densidad de los fluidos presentes.

2.5 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES, INDICADORES E ÍNDICES**2.5.1 Identificación de variables**

Variables independientes:

- Litología de roca.
- Parámetros de pozo: ROP, WOB,

Variables dependientes:

- Aditivos de fluidos de perforación.
- Concentración aditivos.
- Ensayos de Compatibilidad de fluidos.
- Parámetros reológicos.

2.5.2. Indicadores e índices

- Pérdida de circulación.
- Hinchamiento de arcillas.
- Mantenimiento de estabilidad del hoyo.
- Control de daño de formación.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 ENFOQUE Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación es netamente operativo e ingenieril, toda vez que intenta conocer cómo ha evolucionado las distintas soluciones que permiten mejorar el fluido de perforación y minimizar los eventos adversos a la construcción de pozo.

El **Nivel** específico de la presente investigación será **aplicativo**, es decir, que sus conclusiones y recomendaciones puedan ser de utilidad para fortalecer su integridad y el aseguramiento eficiente de la vida productiva futura de los pozos.

Con respecto al **Diseño** de la investigación, concretamente lo enfocamos en la **investigación de campo**, obteniéndose información de acuerdo a las condiciones reales de pozo.

El método de campo, consiste en la recolección de muestras in situ de los fluidos mediante ensayos pilotos previo a los trabajos de cementación, además de la recolección, análisis y evaluación de información de laboratorio, con el fin de obtener los parámetros operacionales e ingenieril de los pozos.

La **Investigación bibliográfica**, se basó en la búsqueda de información en documentos, libros, páginas de internet, todo aquello relacionado a las implementaciones de mejoras prácticas y soluciones de campos análogos al campo de estudio, además se incluyó la opinión de expertos.

3.2. SUJETO DE LA INVESTIGACIÓN

El presente trabajo, se realizará de manera individual con el soporte, opinión y experiencia de expertos en el manejo integrado de fluidos de perforación, el cual la información es validada por experiencia de campos análogos.

3.3 MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

El presente estudio es una metodología científica e ingenieril, la cual se emplea como un sistema integrado de fluidos capaz de dar soluciones a eventos suscitados durante la construcción del pozo de petróleo y gas.

Se utiliza fuentes de investigación primaria y secundaria. Al referirse de fuentes primarias, se trabajó en toda la información proveniente de departamento de ingeniería como: historiales de perforación, reportes, informes mensuales, partes de campo, Post Jobs de cementación directamente de los pozos seleccionados.

Las **fuentes secundarias**, se refieren a la obtención de información a través de documentos, publicaciones resúmenes, etc. Se dispuso de fuentes secundarias como: bibliotecas virtuales, libro de textos, enciclopedias y proyectos ya realizados acerca del sistema a implementar, lo que permitió tener una visión más amplia del tema.

Los procedimientos de trabajo fueron llevados en laboratorio de acuerdo al API SPECIFICATION 13^a – 18th Edition, August 2010. “*Specification for Drilling Fluids – Specifications and Testing*”

Apoyados con el manual de **BAROID FLUID SERVICES**

3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

Técnicas:

Observación directa. Consiste en observar atentamente el fenómeno, hecho o caso, tomar información del estado inicial y actual de los pozos, con respecto a su integridad y aseguramiento de la producción.

Recolección de datos. Es el uso de una gran diversidad de técnicas y herramientas que puedan ser utilizadas para desarrollar los sistemas de información.

Análisis e interpretación de datos. Con la información recolectada se seleccionó los pozos que cumplen con las condiciones necesarias para implementar sistemas reformulados que permitan mejorar su remoción. Este trabajo se llevó a cabo gracias a las dificultades que obtuvimos en los trabajos anteriores, lo que permitió hacer una curva de aprendizaje y reducir los cuellos de botella en aras de cumplir los objetivos primordiales que comprende los trabajos de cementación.

Resultados. Finalmente se busca liderar trabajos eficientes de acondicionamiento de pozo y la vez establecer condiciones estándar de trabajo que sirvan como guía de mejores prácticas para futuros trabajos.

Instrumentos:

Ofite Model 900 Viscosimeter. Viscosímetro para campos de petróleo, modelo 900 de 9 velocidades, se utiliza ampliamente para medir con precisión las propiedades reológicas de los fluidos de perforación.

Filtro Prensa de baja presión OFITE, proporciona manera rápida y fácil de evaluar las propiedades de filtrado de un fluido de perforación. Este instrumento consta de una celda de presión, marco, fuente de presión, medio filtrante y un cilindro graduado.

Balanza Presurizada. Es similar a un equilibrio de lodo estándar, una copa de muestra de volumen conocido se equilibra con un contrapeso fijo en el extremo opuesto de una barra de equilibrio. Un jinete de peso deslizante se mueve a lo largo de la escala graduada y una burbuja de nivel en la viga indica cuando el sistema está en equilibrio. La posición del jinete en la escala graduada indica la densidad de la muestra.

Los demás instrumentos son acompañados por los equipos de perforación y equipos de control de sólidos como son los desarenadores, desilters, zarandas.

SECCION inch	CASING Inch	INTERVALO ft	SISTEMA DE LODOS	CARACTERISTICA
12 ¼	9 5/8	0 – 250	KPAM / NH4- HPAN Semi - Tratado	SISTEMA INHIBIDO
8 ½	5 1/2	250 - 3040	KPAM / NH4- HPAN	SISTEMA INHIBIDO

Tabla 1 Sistema de lodos por intervalo

3.4 ASPECTOS ÉTICOS

El autor se reserva los derechos de la información suministrada en el presente trabajo, el cual cuenta orden público sin alterar confidencialidad alguna.

Además de ello, parte de la información proviene de la opinión de expertos en experiencia de campos análogos al área de estudio.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

4.1 FASE CONDUCTORA 12 ¼”

Profundidad Inicial, ft	0
Profundidad final, ft	250
Diámetro de la Broca, inch	12 1/4”
Diámetro del Casing, inch	9 5/8 ”
Grado del casing	K 55
Peso nominal del casing	40 lb/ft
Sistema de Lodos	KPAM / NH4-HPAN Semi – Tratado

Tabla 2 Datos fase Conductora 12 ¼”

El objetivo de este intervalo es perforar la sección de 12 ¼” con el sistema de fluidos de perforación **KPAM / NH4-HPAN** semi-Tratado, hasta la profundidad de 250’ y bajar casing de 9 5/8”, se atravesará la formación Talara, la cual está compuesta por lutitas pardas con areniscas verdes y arenisca gris grano grueso por lo que el riesgo de hidratación de lutitas estará presente durante toda la sección.

El sistema **KPAM / NH4-HPAN** semi-tratado cuenta en su formulación con productos claves tales como el KPAM y NH4-HPAN, productos que tendrán como principal objetivo el encapsulamiento de recortes y la supresión de la hidratación de lutitas que posiblemente se encuentren en este intervalo.

De considerar necesario obtener parámetros de viscosidad mayores para limpiar el pozo se recomienda adicionar KPAM o XC-POLIMER para obtener el rendimiento y eficiencia de la limpieza del pozo.

Para esta sección se está considerando la densidad del lodo inicial de 8.8 ppg llegando al punto de casing con 9.2 ppg.

Mantener valores de viscosidad de embudo por encima de 65 segundos.

Se recomienda perforar la sección con 300 / 350 gpm logrando optimizar la limpieza y evitando que se presente pérdidas de circulación, asimismo el bombeo de píldoras de limpieza de alta viscosidad a la mitad y final de la sección, para asegurar la limpieza del hoyo. Se recomienda

pre-hidratar la bentonita 04-05 horas antes de inicio de la perforación, para obtener los valores reológicos necesarios.

De ocurrir algún evento de pérdida de circulación en los primeros 100 pies de la sección se recomienda sacar tubería a superficie y agregar LCM grueso como Bento-Plug 3/8, Aserrín y Seal YTG directo al hoyo hasta controlar pérdida de circulación.

Se recomienda verificar la dureza y cloruros del agua antes del agregado de productos químicos. Se recomienda agregar carbonato de calcio mallado para lograr el sellado de la garganta de poro durante la perforación de la formación Pariñas.

Propiedad	0 Pies – 250 Pies
Densidad, lbs/gal	8.6-9.2
Visc. de Embudo seg	65-70
PH	9.0

Tabla 3 Propiedades del fluido

Nombre del producto	Tamaño unit.	Concentración lbs/bbl	Cantidad Sx
SODA CAUSTICA	50 lb / sx	0.3	2
BENTONITA	100 lb / sx	5.0	11
NH4-HPAN	50 lb / sx	1.0	5
KPAM / K-INHIBIT	50 lb / sx	0.5	2

Tabla 4 Concentración de Materiales

Descripción	Cantidad bbls
Tanques de Superficie	150
Volumen de Revestimiento Previo	0
Volumen del Hueco	41
Dilución	31
Volumen Final Recuperado	222

Tabla 5 Volúmenes a Manejar

Control de Solidos – Fase de Superficie 12 ¼”

Comience con el mesh recomendado e increméntelo si es posible para maximizar la remoción de sólidos. Use de 2/3 a 3/4 de la totalidad de la cama en las zarandas para distribuir uniformemente el flujo de lodo y evitar sobrecargar la malla posterior. En cuanto a las centrifugas use el mayor GM posible combinado con la máxima RPM.

Desarenadores y desilters a máxima capacidad con descarga tipo “cuerda” y con un cabezal de presión de al menos 75 psi.

Equipo	Mesh de Mallas	Frecuencia
Zarandas primarias	80	Use el max. Mesh
Desarenadores	N/A	Todo el tiempo.
MudCleaner	325	Use el max. Mesh
Desilters	N/A	Todo el tiempo.
Centrifugas LW 600	N/A	Operar all time a medio GPM –máxima RPM

Tabla 6 Equipos de Control de Solidos Fase Conductora 12 ¼

Profundidad ft	Densidad ppg	Viscosidad sc	Volumen bbl
120	8.8	120	30
250	9.2	120	30

Tabla 7 Bombeo de Píldoras Fase 12 ¼”

4.2 FASE PRODUCTORA 8 ½”

Profundidad Inicial, ft	250
Profundidad final, ft	3040
Diámetro de la Broca, inch	8 ½”
Diámetro del Casing, inch	5 ½”
Grado del casing	J55
Peso nominal del casing	17 lb/ft
Sistema de Lodos	KPAM – NH4/HPAN

Tabla 8 Datos de Fase Productora 8 ½”

El objetivo de este intervalo, es perforar la sección de 8 ½” hasta 3040 pies con el fluido **KPAM / NH4-HPAN** atravesando las formaciones Talara, Pariñas, Pariñas inferior y Palegredda las

cuales están compuestas por lutita pardas con areniscas verdes y arenisca gris grano grueso por lo que el riesgo de hidratación de lutitas y pérdida de circulación estará presente durante toda la sección.

Sera agregado KPAM y NH4-HPAN en una concentración de 0.5 / 2.5 lpb respectivamente para proveer estabilidad al hueco y prevenir el hinchamiento/disgregación de las arcillas presentes en las formación, considerando que nos encontramos con lentes arenosos con matriz arcillosas. Para esta sección se recomienda utilizar el producto FT1 como producto estabilizador de lutitas manteniendo una concentración de 2.5 lpb hasta el TD, con la finalidad de mitigar los problemas de inestabilidad de hoyo.

Antes de realizar el viaje a superficie para toma de registro eléctricos se recomienda dejar en el hoyo píldora con lubricante (RH3) en una concentración de 1.0 % V/V.

Reducir la pérdida del filtrado API a 6.0 CC/30 minutos, para obtener un revoque lo más compacto posible y reducir el riesgo de pega por diferencial con adiciones de PAC LV/ SMP-2 y SUPER 4, Si fuera necesario incrementar la capacidad de acarreo y propiedades reológicas del sistema de fluido se adicionará XC Polymer y/o Pac R.

De acuerdo a las lecciones aprendidas en las campañas anteriores, la densidad de inicio será de 9.4 ppg adicionando carbonato de calcio # 325 como material densificante, se estima terminar la sección con 11.2 ppg por referencia de pozo vecino Álvarez Oveja13685, pero se recomienda al término de esta sección realizar flow check antes de realizar los viajes de calibre y evaluar el incremento de la densidad final del fluido al ECD final.

Se recomienda realizar puenteo con CaCO3 mallas 150 durante toda la sección puesto que las formaciones a cortar están compuestas por arenas de granulometría fina a gruesa con posible presencia de perdida de circulación.

Se recomienda una tasa de bombeo de 450 - 550 GPM, se realizarán corridas hidráulicas para monitorear la buena limpieza del hoyo.

Propiedad	250 Pies – 3040 Pies
Densidad, lbs/gal	9.4 -11.2
Viscosidad Embudo de Marsh s/qt	35 – 55
VP, Cp	9 – 25
YP, Lb/100 ft ²	8 – 23
Filtrado API, cc	6
PH	9.2
MBT	10 - 27.5
% Sólidos	<21

Tabla 9 Propiedades del Fluido Fase Producción 8 ½”

Producto	Tamaño unit.	Función	Concentración lbs/bbl	Cantidad sx
BENTONITA	100 lbs / sx	Viscosidad	5.00	33
Soda Caustica	55 lbs / sx	Control de pH	0.30	4
PAC L	55 lbs / sx	Control Filtrado	2.00	24
SUPER 4 /SPNH	55 lbs / sx	Control Filtrado	1.00	12
SMP-2	55 lbs / sx	Control Filtrado	0.25	3
KPAM / K-inhib	55 lbs / sx	Encapsulador	0.50	6
NH4 – HPAN	55 lbs / sx	Control de Arcillas	2.50	30
FT 1	55 lbs / sx	Estabilizador	2.50	30
GWIN - AL	55 lbs / sx	Estabilizador	0.25	3
SMC	55 lbs / sx	Control Reológico	0.50	6
SMT	55 lbs / sx	Control Reológico	0.50	6

Tabla 10 Concentraciones de Materiales – Fase de Producción 5 ½”

Descripción	Cantidad bbls
Tanques de Superficie	300
Volumen de Revestimiento Previo	19
Volumen del Hueco	202
Dilución	126
Volumen Final	647

Tabla 11 Manejo de Volúmenes

Control de Sólidos Fase de Producción 8 ½”

Comience con el mesh recomendado e increméntelo si es posible para maximizar la remoción de sólidos. Use de 2/3 a 3/4 de la totalidad de la cama en las zarandas para distribuir uniformemente el flujo del fluido y evitar sobrecargar la malla posterior. En cuanto a las centrifugas use el mayor GM posible combinado con la máxima RPM. Desarenadores y desilters a máxima capacidad con descarga tipo “cuerda” y con un cabezal de presión de al menos 75 psi.

EQUIPOS	Mesh de Mallas API	Frecuencia
Zarandas primarias	140 / 170	Use el max. Mesh
Desarenadores	N/A	Todo el tiempo.
Mud Cleaner	325	Use el max. Mesh
Desilters	N/A	Todo el tiempo.
Centrifuga LW 600	N/A	Medio GPM – máxima RPM

Tabla 12 Equipos de Control de Sólidos – Fase de Producción 8 ½”

Formación	Prof. ft	Vol. Bbl	Viscosidad sec	Tipo	Strosk
Talara	600	30	110	Viscosa	285
	950	30	110	Viscosa	285
	1300	30	110	Viscosa	285
	1700	30	110	Viscosa	285
Pariñas	2090	30	110	Viscosa	285
Pariñas I	2390	30	110	Viscosa	285
	2690	30	110	Viscosa	285
palegreda	3040	30	110	Viscosa	285

Tabla 13. Programa de Píldoras de Bombeo

La incorporación de un polímero al sistema de lodo de perforación altera su PH dependiendo de la acción de “buffer” que contiene dicha solución polimérica.

Buffer está constituido por un ácido débil y una sal de su par conjugado.

$HA + H_2O \rightleftharpoons A^- + H_3O^+$

DISCUSIÓN

Es recomendable examinar con objetividad la importancia de los lodos de perforación y sus funciones en el acondicionamiento del pozo previo a los trabajos de cementación, así como las mejores prácticas operacionales y técnicas dirigidas al proceso de cementación.

Esto permitirá mantener una baja presión hidrostática que sea menor o igual a la presión del pozo para evitar pérdida de circulación durante la cementación y lograr que los indicadores empleados en la cementación primaria, tales como el esfuerzo a la compresión, tiempo de bombeabilidad y filtrado de la cementación convencional sean menores o iguales a la mezcla convencional a base de silicio.

CONCLUSIONES

- El sistema de lodo basado el Polímero KPAM/ NH₄ – HPAN, es un excelente inhibidor y encapsulante de arcilla, además de viscosificar y generar mayor resistencia de gel.
- Frente a las formaciones de arenas/areniscas con intercalaciones de lutitas son excelentes agentes de sostén para control de suspensión y arrastre de sólidos.
- El sistema de pH que presenta el sistema de lodos se encuentra entre el rango de 8.8 - 9.0.
- En la fase conductora 12 ¼” se utiliza Lodo nativo en el rango de densidad de 8.9 – 9.4 ppg, mientras que en la fase de Producción 5 ½” se encuentra en el rango de densidad de 11.00 – 11.80 ppg.
- La alta densidad que muestra el lodo de perforación en la fase de Producción 5 ½” se debe a un alto contenido de solidos MBT y al control poral ante el influjo de petróleo y/o gas.

RECOMENDACIONES

Fase Conductor 12 ¼"

- Se recomienda perforar la sección de 12 ¼" con circuito completo con el funcionamiento constante de la unidad LW 600 (centrifuga decantadora) para descarte de los sólidos de perforación y mantenimiento de la densidad menor @ 9.2 ppg, de observar algún indicio de pérdida de circulación verificar nivel de lodo en el pozo, retomar el sistema de circulación completo y proceder a la preparación de baches de LCM, durante esta sección se estima el manejo de 222 bbl de lodo KPAM/NH4-HPAN.
- Verificar los parámetros de agua (Calcios < 120 ppm / Cloruros < 300 ppm).
- De presentar pérdida de circulación en los primeros 100 pies de formación desarme tubería a superficie y agregue LCM grueso directamente al pozo.
- Agregar carbonato de calcio durante la perforación de la sección para mitigar el riesgo de pérdida de circulación.
- Mantener la densidad por debajo de 9.2 ppg y viscosidad de embudo entre 65 a 70 segundos para asegurar la limpieza del hoyo.
- Realizar constante monitoreo en los niveles de los tanques de lodo puesto que se atravesará zonas de alta probabilidad de pérdida de circulación.
- De necesitar preparar lodo nuevo adicional se recomienda que antes de realizar el mezclado de productos químicos realizar el análisis de agua a usar y verificar el valor de dureza.
- Bombear píldoras de limpieza (2) durante la sección, permita que las píldoras se incorporen al sistema.
- Al llegar a TD, circule el hueco hasta retorno limpio, bombee una píldora de alta viscosidad y espere su retorno.
- Dejar en el fondo la píldora de alta viscosidad para la corrida del revestidor.
- Durante la cementación del casing de 9 5/8" se recomienda desplazar cemento con 19 bbls de lodo utilizado para la perforación de esta sección.
- En caso de que LCM deba ser bombeado en el pozo, consulte la cantidad y grado permisible a través de la broca.

Fase de Producción 8 ½"

- Para esta sección se recomienda utilizar el producto FT 1 como producto estabilizador de lutitas manteniendo una concentración de 2.5 lpb hasta el TD, con la finalidad de mitigar los problemas ocurridos en los pozos anteriores.

- La densidad de inicio será de 9.4 ppg adicionando carbonato de calcio # 325 como material densificante, se estima terminar la sección con 11.2 ppg por referencia de pozo vecino Alv. Oveja 13685, pero se recomienda al término de esta sección realizar flow check antes de realizar los viajes de calibre y evaluar la densidad final de fluido.
- Adicione CaCO_3 #150 en una concentración de 15 lpb durante la perforación de toda la sección.
- Preparar y dejar en anular píldora con Lubricante antes de la corrida de registros eléctricos.
- Al llegar al TD evalúe incrementar la densidad final al ECD para mitigar cualquier posible ingreso de gas/Crudo al pozo durante los tiempos sin circulación (Viaje calibre, toma de registros eléctricos, corrida de casing etc.).
- Para esta sección se recomienda mantener valores de lecturas Θ_6 / Θ_3 en los rangos de 9-8 / 8-7 para optimizar la limpieza del hoyo.
- Mantener valores por pérdidas de filtración alrededor de 6 cc/30min.
- Durante la perforación de esta sección se recomienda monitorear los volúmenes de tanques de lodos, de observar alguna anomalía comunicar inmediatamente al encargado de la operación, asegúrese de tomar datos exactos de volúmenes perdidos y velocidad de pérdida puesto que de esto dependerá la selección del tipo de material LCM y su concentración respectiva.
- Durante la perforación de toda la sección asegure el buen funcionamiento de los equipos de control de sólidos (zarandas, D'sander, D'silter y Centrifuga decantadora) puesto que se requiere el descarte del mayor porcentaje de sólidos finos no deseados del sistema (sólidos de perforación) en especial al perforar las zonas de arcillas (Talara).
- Durante la perforación de este intervalo es importante mantener el rango de concentraciones de los productos según lo programado, KPAM: 0.5 ppb, NH_4 -HPAN: 2.5 ppb, FT1: 2.50 y SMP2: 0.5 lpb.
- Monitoree parámetros del agua industrial que se utilizará para la preparación del fluido de perforación.
- Mantener constante agregado desde el inicio de la sección carbonato de calcio #150 para generar el puenteo correcto de las arenas presentes en las formaciones.
- Se recomienda que después de cada tubo perforado se circule por lo menos 1 minuto un pie por encima del fondo para así poder asegurar que los recortes generados salgan del anular comprendido entre el pozo y el BHA, repase por lo menos 2 veces cada tubo perforado con la mayor rotación de tubería disponible.
- Bombee 30 bbl píldoras viscosas cada 300 / 400 ft para mejorar la limpieza del hoyo, calcular el volumen apropiado para cubrir de 350 a 400 ft de longitud anular, como anotación adicional se recomienda que durante el bombeo de las píldoras se incremente las rpm de la tubería para optimizar el movimiento de los recortes en el anular.

- Mantenga constante comunicación con el departamento de geología con el propósito de realizar los tratamientos adecuados al sistema acorde con la litología a perforar.
- Al llegar a TD, circule el hueco hasta retorno limpio y luego bombee una píldora de alta viscosidad en el fondo antes de sacar la tubería si existe alguna sospecha de que el hueco aún está sucio repita este procedimiento.
- Utilice el Trip Tank durante la realización de los viajes de la tubería, variaciones en los volúmenes esperados de llenado y desplazamiento podrían ser indicio de pérdida de circulación o entrada de algún influjo al pozo.
- Al finalizar la cementación del casing de 5 ½" se estima recuperar 400 bbl de lodo para ser procesados en centrífuga decantadora hasta llegar a una densidad menor a 9.1 ppg y MBT menor a 10 lpb para el siguiente pozo.
- Se recomienda una tasa de bombeo de 500 - 550 GPM, se realizarán corridas hidráulicas para monitorear la buena limpieza del hoyo, mantener un HSI por encima de 2.0 en la formación Talara para optimizar la limpieza del hoyo.
- Mantenga un stock mínimo de 1000 sx de Baritina en Locación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Baroid, Manual de Fluidos de Perforación, Capítulos 7,8 y 9.
- [2] DOMINIQUE GUILLOT, HUGO HENDRIK's, **“Mud Removal”**, capítulo N° 05, Schlumberger Dowell.
- [3] IMCO, Manual de Fluidos de Perforación, Cap 13, 1-3
- [4] Formulación y Evaluación de Fluidos de Perforación de Base Agua de Alto rendimiento aplicados al Campo Balcón como sustituto de Lodo base Aceite, Ángela María Maldonado, Universidad Industrial de Santander, Colombia – 2006.
- [5] NELSON, E.B (1983) **“Well Cementing”**.
- [6] OILFIELD REVIEW (enero 2008) **“Aseguramiento del Aislamiento zonal más allá de tu vida productiva del Pozo”**, Schlumberger.
- [7] OILFIELD REVIEW (2002/2003) **“Soluciones de largo plazo para el aislamiento zonal”**, Schlumberger
- [8] OILFIELD REVIEW (enero 2016) **“Remoción del lodo: Despejando el camino para lograr cementación efectiva”**, Schlumberger volumen 28. N° 01.
- [9] M-I, Manual de Fluidos de Perforación, Cap. 13, 1-3.
- [10] Presentación **“Evaluación de Cementación con registros Sónicos”**, Schlumberger.
- [11] SIMÓN BITTLESTON **“Mud removal: Research Improves Traditional Cementing Guidelines (Oilfield Review Paper)”**
- [12] SAIED ENAYATPOUR AND ERIC VAN OORT **“Advanced Modeling of Cement Displacement Complexities”**, SPE – 184702 MS.
- [13] SAN ANTONIO PRIDE, **“Capacitación Laboratorio”**, Ingeniería y Tecnología

ANEXOS Y APÉNDICES

ANEXO# 1. PROBLEMAS RELACIONADOS CON EL LODO Y SUS POSIBLES SOLUCIONES

Esta sección tiene como propósito servir de guía general para reconocer y solucionar estos problemas cuando se presenten. Debido a que en la operación solo se usan fluidos base agua, las técnicas y recomendaciones que a continuación se presentan están específicamente diseñadas para este tipo de sistemas.

1. Pérdida de circulación

Algunos pasos se deben tomar para reducir la incidencia de pérdidas. Estos son:

- a) Use la mínima densidad del fluido posible según lo dicten las presiones de formación, indicios de estabilidad de hoyo y condiciones de perforación particulares.
- b) Evalúe los datos de pozos vecinos para diseñar las densidades correctas y la localización de zapatas. Establezca pruebas de integridad de la formación con pruebas de presión a la más reciente profundidad de revestidor.
- c) Monitoree y controle la reología del fluido para minimizar las presiones de suabeo/surgencia, pérdida de presión por fricción en el anular (ECD¹) y controle la velocidad de corrida de tubería.
- d) Mantenga reologías térmicamente estables para evitar la gelificación por temperatura. Romper la circulación por etapas mientras se viaja es recomendable cuando existen indicios de gelificación. Utilice el choke de la sarta (si está disponible) para romper circulación con incrementos graduales de presión.
- e) Minimice las restricciones anulares
 - Optimice las hidráulicas de broca y/o use aditivos tales como detergentes o glicoles para minimizar el embolamiento de la broca o sarta.
 - Controle la rata de penetración para evitar la recarga excesiva de sólidos en el anular.
 - Evite la formación de revoques gruesos reduciendo el filtrado.

En cualquier caso, cuando todas las medidas mencionadas anteriormente han sido probadas y las pérdidas aún se evidencian; los siguientes pasos pueden ser utilizados. En cualquier caso, cualesquiera de estas soluciones solo serán efectivas en cuando se aplican en formaciones no plásticas tales como arenas y lutitas no consolidadas de grano grueso o medio.

1.1 Pérdidas por filtración o Seepage (0-10 barriles/hora)

Este tipo de pérdidas se observan en algunos pozos como consecuencia de altos filtrados o la perforación de zonas permeables. Muchas de estas pérdidas se pueden controlar mediante la adición de aditivos para control de filtrado como bentonita, pero cuando el revoque normal no puede detener las pérdidas, algún LCM² debe ser utilizado. En general cuando se enfrenta este tipo de pérdidas:

- a) Reduzca la densidad si es posible.
- b) Trate el sistema con LCM fino (0 a 20 lpb de material de 400μ). Optimice el diseño de mallas y minimice el uso de mudcleaner y centrifugas para evitar descartar material.

- c) Incrementar la viscosidad del fluido puede ayudar. Sea cuidadoso de no incrementar el ECD hasta un punto en el cual las pérdidas de presión conlleven a una alta presión diferencial que agraven el problema.

1.2 Pérdidas parciales a severas (10-60 barriles/hora)

Existen varios mecanismos por lo que esto ocurre. Uno es cuando la formación se fractura por medio del peso de la columna hidrostática como función de la densidad del lodo. Otro es cuando la formación se fractura por la acción de un ECD que supera la presión de fractura o de poro y la última es cuando la formación tiene fracturas naturales interconectadas que toman fluido a una rata constante. Para este tipo de pérdidas, LCM podría ser necesario para curarlas.

- Reduzca la densidad si es posible.
- Bombear una píldora de LCM grueso (100 lpb de material de 400μ).
- Para pérdidas severas, coloque una píldora de LCM por encima de la zona de pérdida usando al menos 80-120 lpb de material y suficiente volumen para cubrir 200 pies de anular. Saque la tubería de la zona de pérdidas para evitar pegas y observe el pozo. Nota: cuando el pozo este aportando gas o tenga probabilidad de arremetida, evalúe cuidadosamente la opción de sacar la tubería del fondo.

1.3 Pérdidas totales (más de 60 barriles/hora)

La mayoría de ellas ocurren al perforar zonas con presiones anormales, cavernas o reservorios depletados. Cuando estas ocurran, considere:

- Cementar la zona de pérdidas. Cemento neto o extendido con Bentonita a 14.5 o 15.5 lpg harán el trabajo. Use cementos con Gilsontita para densidades menores a 14.5 lpg.
- Perfore a ciegas sin retornos hasta que la zona se pueda revestir.
- Cambie a un fluido con menor densidad como: OBM, emulsiones inversas, fluidos aireados y otros métodos como la inyección de nitrógeno en el anular.
- Si la zona repletada es de arenas gruesas, perfore la formación con una combinación de Carbonato de Calcio de diferentes tamaños a concentraciones mayores a las 80 lpb y un fluido de alta medidas Brookfield (>40000 cP a 0.01 rpm).

1.4 Dependiendo de la severidad de las pérdidas se deben preparar las siguientes píldoras:

Para las zonas intermedias

5-15 bbls/hr

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN, LPB
CaCO ₃ A-150	20.00
COMPLEX LCM G/M	10.00
Wall Nut G/M	10.00
Bentonita	10.00

Tabla 14 Perdida de Circulación 5 - 15 bls/hr

>20 bbls/hr

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN, LPB
COMPLEX LCM M	12.00
COMPLEX LCM G	12.00

CaCO3 A-150	20.00
CaCO3 A-325	20.00
Wall Nut G/M	15.00
Bentonita	15.00

Tabla 15 Perdida de Circulación > 20 bls/hr

Totales

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN, LPB
CaCO3 A-150	30.00
CaCO3 A-325	35.00
COMPLEX LCM M	40.00
MSP4	30.00
Wall Nut G/M	30.00
Bentonita	15.0

Tabla 16. Productos

2. Limpieza del hoyo y parámetros de perforación / operacionales

Uno de los mayores retos al perforar pozos desviados y de alto ángulo es mantener los parámetros de perforación/operacionales adecuados para mantenerse lejos de los problemas. Los parámetros que deben ser controlados y monitoreados mientras se perfora son:

3. Plan de bombeo de píldoras

En general no existe una guía para el bombeo de píldoras, sin *embargo*, hay recomendaciones generales que se deben seguir. Ellas son:

- Diseñe siempre su caudal de operación con el mínimo necesario para mantener limpio el hueco en la velocidad promedio de perforación. Si anticipa picos de ROP por tiempos prolongados o cambios bruscos en la litología, diseñe su caudal para cubrir estos eventos. Esto debería ser suficiente para asegurar un hoyo limpio a menos que existan irregularidades tales como lavado del hoyo, recortes de tamaño grueso y variaciones drásticas y/o prolongadas de parámetros de perforación como la ROP y el GPM.
- Compare siempre la curva teórica de torque y arrastre con la curva real medida en la operación. Las curvas no deben estar necesariamente superpuestas, pueden ser paralelas. Si el paralelismo se pierde (hay más T&D en la curva real), este puede ser un indicativo de mala limpieza del hoyo.
- Otro indicador importante es el SPP. Monitoree picos que podrían indicar intentos de empaquetamiento.
- Verifique el diámetro de su hoyo en la manera posible. Haga calipers volumétricos usando LCM o tinturas para calcular el diámetro real de su hoyo. Estos análisis pueden ser no muy precisos, pero ayudan a visualizar el panorama hidráulico al que se enfrenta la operación.

³ Stand Pipe Pressure

- Siempre que bombee una píldora de limpieza en sospecha de hueco sucio, circule la misma hasta salir en superficie usando la máxima rotaria posible. Nunca detenga el bombeo antes de completar el ciclo de la misma para evitar eventos de empaquetamiento.

4. Embolamiento

4.1 Mecanismos de acción

Factores Mecánicos:

Pegas diferenciales entre los cortes y cortadores debido a la dilatación de los cortes con reducción de su presión de poro y el efecto de compresión ejercido por la hidrostática del fluido

Factores Químicos:

Tendencia del fluido de perforación de humectar la superficie de la mecha permitiendo que el corte se pegue debido a sus características hidrofílicas.

4.2 Factores influyentes

- Litología – arcillas con fluidos base agua
- Alta presión hidrostática en el hoyo
- Alto peso sobre la mecha
- Pobre proyección de la estructura de corte
- Hidráulica pobre en la mecha y/o baja tasa de flujo
- Bajo volumen de salida en la cara de las mechas PDC y pocos canales de drenaje de cortes.

4.3 Reconocimiento

- Tasa de perforación en rocas blandas menor a la esperada.
- Torque menor al esperado, decreciendo con el tiempo.
- Incrementos en el peso sobre la mecha.
- Incrementos de la presión de superficie en 100 a 200 lpc.

4.4 Prevención

- Seleccionar mecha con máxima proyección en la estructura de corte.
- Máximo números de orificios de la mecha.
- En mechas de gran tamaño usar orificios centralizados
- Asegurar alta potencia hidráulica en la mecha.
- Los fluidos base Agua deben ser inhibitorios.
- Incluir productos preventores de embolamiento.

4.5 Mecanismos de Remediación

- Reducir el peso sobre la mecha, levantar la mecha del fondo tan pronto como sea posible.
- Incrementar la tasa de flujo si es posible.
- Rotar la mecha encima del fondo a altas revoluciones y alta tasa de flujo por 5 minutos.
- Re-iniciar la perforación con bajo PSM.
- Prepare para el bombeo de píldoras.
- Esperar hasta que la litología cambie a formaciones más duras, como arenas, para la limpieza de la mecha.
- Si estas acciones no resultan, hacer viajes para la limpieza de la mecha y lograr mejores condiciones de perforación.

Gráficos Adicionales



Grafico 10 Performance de Lodo Polimérico en Laboratorio



Grafico 11 Performance de Lodo Polimérico en campo.

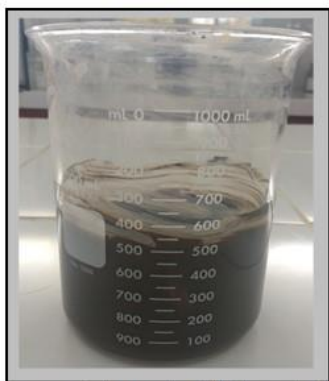


Imagen 1: La muestra de lodo se deja reposar por 2 hrs,



Imagen 2: Después de 2 hrs. Se somete el roboque al colchón mecánico y se observa como actúa.

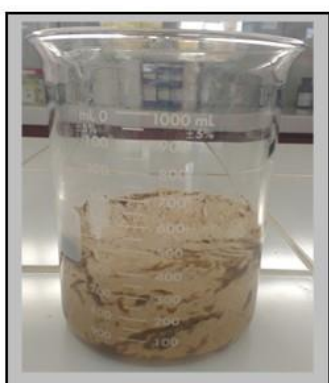


Imagen 3: Muestra como actúa el espaciador mecánico en la remoción del cake.

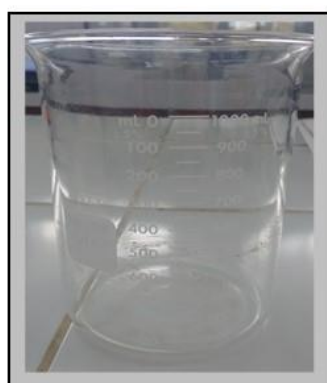


Imagen 2: Muestra como actuó el lavador químico en la remoción del cake del vaso.

Grafico 12 Remoción del Lodo Polimérico.

MATRIZ DE BÁSICA DE CONSISTENCIA

PREGUNTAS	HIPÓTESIS	OBJETIVO
¿Estos fluidos permiten viscosificar, controlar, floccular y proveer estabilización del pozo?	Los polímeros en el sistema de lodo permiten controlar la decantación de sólidos lo cual permite generar mayor viscosidad	Identificar qué efectos implica el polímero en el sistema de lodo.
¿En las zonas a atravesar, se presenta inestabilidad de arcillas?	Las arcillas son reactivas al contacto con el fluido base agua.	Determinar composición litología de las arcillas.
¿La aplicación del polímero permite una buena limpieza del hoyo?	Permite sostener los sólidos dispersos que se generaron en la pared del pozo	Conocer las condiciones del pozo previo al acondicionamiento y después, medir sus parámetros de caudal y presión.
¿Es útil para campos marginales de baja gradiente de presión?	Evita posibles pérdidas de circulación y/o pegas diferenciales y acciones erosivas del fluido de perforación	Conocer los efectos que pueden ocurrir durante la perforación sin o con polímero dentro del sistema.

MATRIZ GENERAL DE CONSISTENCIA

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES/ INDICADORES	METODOLOGÍA
Decantación de sólidos	<ul style="list-style-type: none"> Determinar la concentración óptima de polímeros 	<ul style="list-style-type: none"> En condiciones estáticas, aumenta la decantación de sólidos en los fluidos 	<ul style="list-style-type: none"> Tipo de Litología: Tiempo de decantación de sólidos 	<ul style="list-style-type: none"> Estabilidad del gel.
Embolamiento de broca	<ul style="list-style-type: none"> Definir el estado de la broca y monitorear sus parámetros de caudal y presión 	<ul style="list-style-type: none"> La inestabilidad del fluido implica derrumbe de sólidos. 	<ul style="list-style-type: none"> Caudal. ROP WOB 	<ul style="list-style-type: none"> Registro de broca.
Hidratación de arcillas	<ul style="list-style-type: none"> Conocer la litología de arcillas 	<ul style="list-style-type: none"> Hinchamiento de arcillas reactivas 	<ul style="list-style-type: none"> Tipo de Litología: Contacto de arcillas expuestas al agua 	<ul style="list-style-type: none"> Ensayos de Tiempo de Succión Capilar (CST), laboratorio.
Arrastre y tensión	<ul style="list-style-type: none"> Conocer la composición granulométrica de la roca. Conocer los eventos direccionales. 	<ul style="list-style-type: none"> Pozos con mayor Angulo 15°. Dog Less mayor a 3.0 	<ul style="list-style-type: none"> Comparar la trayectoria real/ diseño. Píldoras viscosas 	<ul style="list-style-type: none"> Prácticas de perforación. Well Control.

MATRIZ DE OPERACIONALIDAD DE VARIABLES

DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	DIMENSIONES	INDICADORES	ÍTEMS
Variable Independiente Tipo de Litología, Eventos	<ul style="list-style-type: none"> • Recopilación de reporte de perforación. • Información de Pozos Offset 	<ul style="list-style-type: none"> • Composición granulométrica de la roca. • Eventos durante la perforación 	<ul style="list-style-type: none"> • Contenido de Areniscas/Arenas. • Contenido de Arcillas. • Perdida de circulación. • Presencia de Gas 	<ul style="list-style-type: none"> • Perfil Litológico. • Mapa estructural, Estratigráfico. • Reporte de Perforación.
Variable dependiente. Propiedades del Lodo. Reología del lodo.	<ul style="list-style-type: none"> • Ensayos de laboratorio. • Pruebas piloto in situ. • Compatibilidad de fluidos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Composición Química del lodo de perforación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Perdida de filtrado. • MBT • Densidad • Punto de cedencia. • Viscosidad plástica. • PH • Contenido de Solidos 	<ul style="list-style-type: none"> • Procedimientos API. • Ensayos de Laboratorio